

SISTEMA PETROLERO EN EL ANTICLINAL AGUADA BANDERA, LA PARADOJA DE PETRÓLEOS GENERADOS EXCLUSIVAMENTE EN FM. POZO D-129, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Martín F. Cevallos¹, Héctor J. Villar², Damián Villalba²

1: CGC S.A. martin_cevallos@cgc.com.ar

2: GeoLab Sur S.A. hector.villar@geolabsur.com, damian.villalba@geolabsur.com

Palabras clave: Sistema Petrolero, Aguada Bandera, Pozo D-129, Golfo San Jorge

ABSTRACT

The Anticlinal Aguada Bandera (AAB) belongs to the southern plunge of the Sierra de San Bernardo fold belt in the western flank of the Golfo San Jorge Basin. We analyze the geochemistry of oils concerning their origin, migration and alteration. The structure is within a depocenter of the Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1 Fm. (FPAAB1, Tithonian to lower Valanginian), the first one tested with Neocomian source rock. However, this work shows the association of the oils to the Pozo D-129 Fm. (FPD129, Barremian-Aptian). The structure (axis N30°W, 18-5 km long-width) is exhumed at the Río Chico Fm. (Paleocene) level, discouraging its exploration for four decades. The hydrocarbons are hosted in the Bajo Barreal and Castillo formations.

The Anticlinal Aguada Bandera.x-1 well (YPF 1970, 484 m depth) drilled 1300 m of black mudstones rich in organic matter, receiving its name later. FPAAB1 is an effective oil source rock for the Río Mayo and Mata Magallanes oilfields and is currently in the gas window for Los Monos and AAB oilfields. The well also crossed 1250 m of FPD129 with only 15 m of black siltstone in its upper third, which would support the idea of generation from FPAAB1. Nonetheless, geochemical correlation associate oils at peak generation thermal maturity stage (0.7-1.0% VRE) with FPD129, with typical biodegradation and remigration traits.

The burial history estimates that FPAAB1 transited the dry gas window at 115-60 Ma and FPD129 partially reached early oil maturity at 60 Ma. In this period, the San Bernardo Fold Belt had not yet formed, and the area showed smooth reliefs, with the Cretaceous sedimentation arranged in a gentle E-SE slope that controlled the migration for gas and oil of FPAAB1 and oil of FPD129. Thickness increasing of the FPD129 occur 20 km east in Los Perales and Ea. Cholita (south) oilfields, with higher maturity and TOC >1.5%. Therefore, we interpreted that the oil from FPD129 migrated west and northwest within the Chubut Group. The exhumation of the structures to the north of the Senguerr River began in the Middle Miocene, while to the south, the petroleum system remained partially buried, forming the AAB, Los Monos, Cerro Piedras, Estancia Cholita, and Cerro Guadal Norte fields. The dispersed hydrocarbons remigrated and accumulated in the structure of AAB. This partial exhumation process gives some characteristics: gas and shallow heavy oils, washed by meteoric waters, biodegradation, and pore underpressure in the topographic highlands.

INTRODUCCIÓN

Ubicación del área de estudio y reseña de actividades de subsuelo

El área de estudio se ubica al oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge en el hundimiento sur de la faja plegada de San Bernardo. Se encuentra a unos 25 km al SSO del sector conocido como Codo del Río Senguerr, donde justamente este cambio en el curso del río enmarca la última estructura aflorada de las Sas. de San Bernardo (Fig. 1). La misma tuvo una larga etapa de exploración que se dio en pulsos desde hace más de 50 años. El primer pozo se perforó en 1960, habiéndose perforado 17 pozos antes de la registración de sísmica 3D en el año 2013. En 1970, un pozo propuesto por Ferello y Lesta perfora por primera vez la cresta anticlinal que se identificó con sísmica 2D y los datos de pozos previos. El pozo alcanzó los 4.800 mbbp constituyendo uno de los pozos más profundos de la cuenca y tenía como objetivo principal lo que se denominaba Pelitas Laminares y para las que avizoraba un nuevo sistema petrolero. Finalmente se logró atravesar 1360 m de esta unidad, sin llegar a su base, a la cual se denominó Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera.x-1, homónima del citado pozo (Lesta *et al.* 1980). Esta unidad fue descripta en el pozo como una sucesión en la que predominan las fangolitas negras y gris oscuras, con mucha menor participación de niveles tobáceos retrabajados representados por limos y areniscas tobáceas. Se describieron, además, niveles carbonosos con brillo y restos vegetales, niveles calcáreos delgados mencionados como calizas y filones intrusivos de hasta 20 m de espesor constituidos por roca gris verdosa, masiva, de grano fino, aunque se describen plagioclasas, piritita y venas de calcita. El pozo tuvo un ensayo a pozo abierto en niveles de Fm.

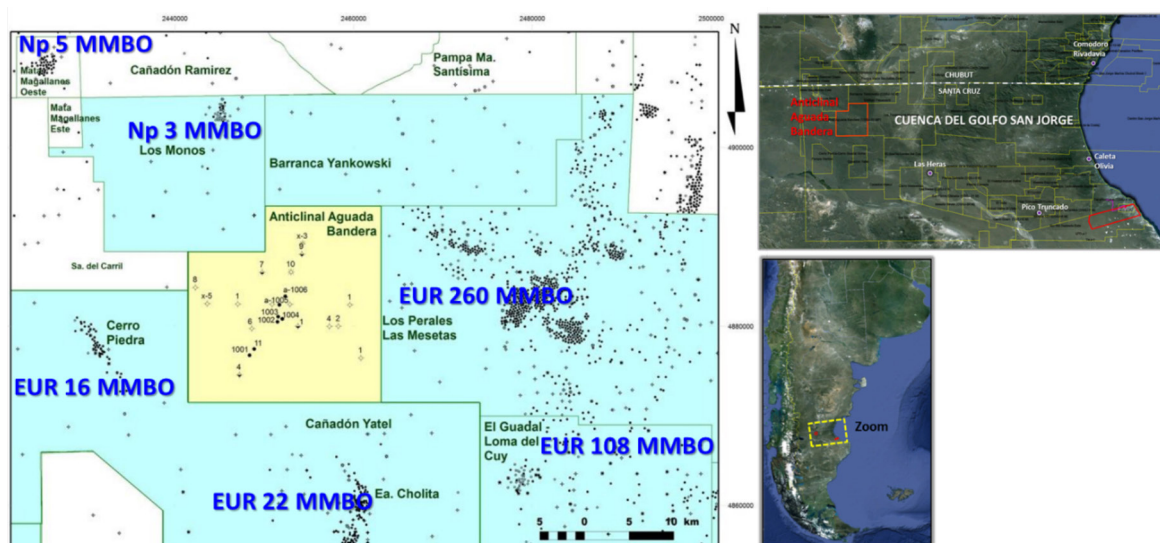


Figura 1. Mapa de Ubicación de área de estudio. Se amplía en mapa a la izquierda las concesiones hidrocarburíferas y los pozos perforados. En celeste las concesiones operadas por la compañía YPF y en amarillo el área de estudio operada por Quintana E&P Argentina.

Pozo Cerro Guadal.x-1 con emanaciones de gas y ensayos de petróleo no comerciales para la época en la Fm. Bajo Barreal. Durante las décadas siguientes se perforaron posiciones de flanco, considerando que la estructura no tenía integridad para las tradicionales formaciones productivas de la cuenca (Bajo Barreal y Castillo), y que el potencial remanente debía buscarse en los flancos y en trampas con componentes estratigráficos. Recién en el año 2007, la UTE Lago del Desierto vuelve a perforar en la cresta, mediante el pozo AAB.x-10, en el hundimiento norte siendo improductivo y el pozo AAB.x-11 en el tercio sur del anticlinal, quedando este último productivo con caudales marginales de la Formación Bajo Barreal Inferior. Entre los años 2013 y 2014 se realiza una intensa campaña de exploración y delineación de la estructura con dos pozos exploratorios en posición de cresta y cuatro pozos de avanzada y delineación, resultando todos productivos y generando un portafolio de desarrollo de reservas 3P.

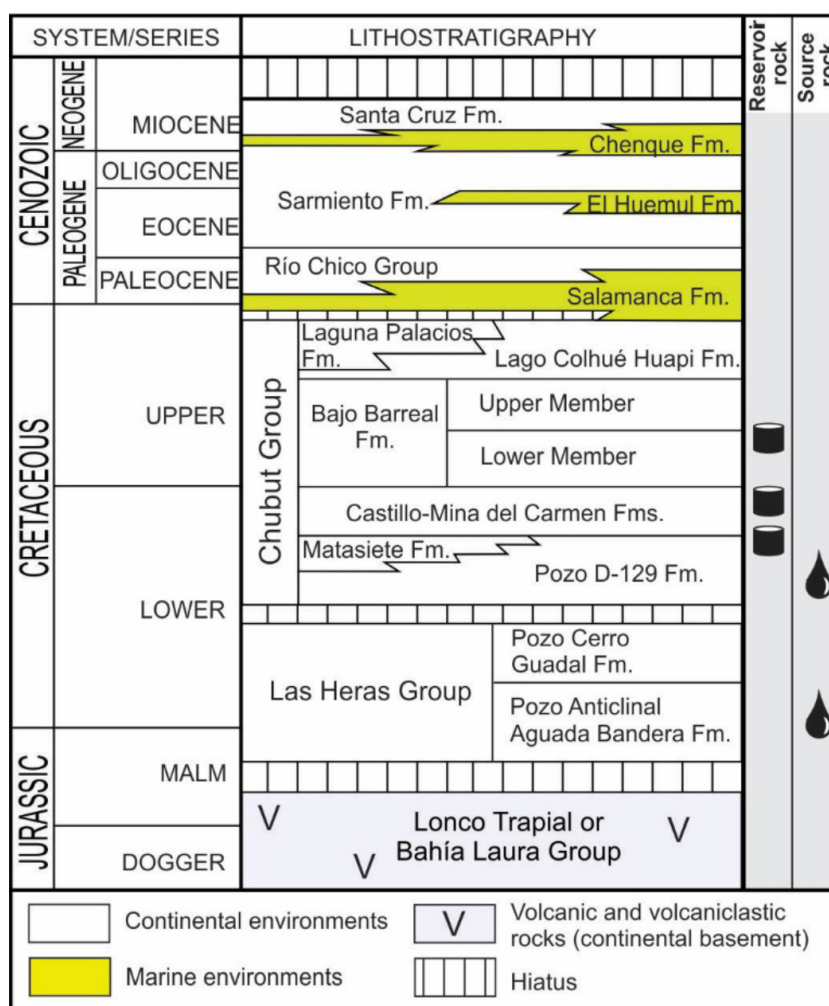


Figura 2. Cuadro de eventos y estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge tomado de Paredes *et al.* (2016).

EVOLUCIÓN ESTRUCTURAL Y CONFIGURACIÓN DE LA TRAMPA

Se describe a continuación la estructura denominada Anticlinal Aguada Bandera (AAB). A modo de introducción, la misma trata de un anticlinal de orientación NNE, de más de 20 km de largo, flancos de menos de 15° de inclinación, suave vergencia al este, un relieve estructural de más de 1.500 m, y segmentado en al menos 4 bloques por fallas extensionales con una oblicuidad de más de 50° respecto al eje del anticlinal. La estructura es claramente andina y forma parte de la evolución de la Faja Plegada y Corrida de San Bernardo. Posee similitudes geométricas con el Anticlinal Codo del Senguer, que aflora unos 30 km al norte hasta niveles de Fm. Pozo D-129. Las analogías entre las estructuras de subsuelo y superficie fueron reconocidas por Allard *et al.* (2018) donde comparan el Anticlinal de Sierra Silva con el Anticlinal Perales, este último con similares dimensiones y eje paralelo respecto al AAB. Este trabajo los describe como pliegues apretados generados por una falla principal invertida y una falla inversa secundaria, definiendo geometrías tipo *Pop Up Growth-Folds*. Los autores marcan las diferencias entre estas geometrías y los clásicos modelos de pliegues de inversión tectónica. Las fallas oblicuas a la estructura principal se interpretan como fallas normales cretácicas, recizalladas con componente lateral y de inclinación durante el evento de inversión tectónica que construyó los pliegues (Allard *et al.* 2018).

Las estructuras principales que se reconocen en el subsuelo del área de estudio podrían asociarse a tres eventos principales: la etapa de rift, entre el Jurásico Medio y el Hauteriviano, la etapa de hundimiento térmico que abarca el resto del Cretácico, y la etapa de compresión activa desde el Mioceno (Fig. 2).

La etapa de rift tuvo un rumbo preferencial NO-SE y ONO-ESE, con fallas extensionales que generaron depocentros asimétricos tipo hemigrábenes (Figari *et al.* 1997; Miller *et al.* 2018). Estas presentan fallas conjugadas y zonas de transferencia con orientaciones OSO-ENE y SO-NE que enmarcan depocentros de formas triangulares y asimétricos con sector profundo y más espeso al SSO. En particular, el actual Anticlinal Aguada Bandera (AAB) se encuentra en el sector centro-este del principal hemigraben del sector occidental de la cuenca que está enmarcado al sur por los lineamientos de Cerro Piedra (CP) y proyectando hasta el Cerro Ballena próximo al Río Deseado (Fitzgerald *et al.* 1990). Localmente este sistema de rift generó relieve y espacio para albergar más de 2 km de relleno en el sector entre las actuales estructuras de AAB y CP (Fig. 3). Durante el resto del Cretácico la zona mantuvo su carácter de depocentro con paulatinas reducciones de espesor hacia el oeste y norte, y aumento de espesores hacia el sureste y este donde se desarrolló la principal zona de depocentro integrado de la etapa de sag (Fitzgerald *et al.* 1990; Figari *et al.* 2002). Durante esta etapa, si bien se infieren hiatos sedimentarios, no se han detectado discordancias angulares relevantes que den cuenta de un alzamiento cretácico del AAB. Se destaca, además, la identificación de numerosas geoformas de canales que atraviesan

el eje del anticlinal con alto ángulo e incluso perpendicularidad sin modificar su curso (Fig. 4). Los datos contrastan con el modelo de Gianni *et al.* (2015) en donde se describen discordancias progresivas en las formaciones Matasiete y Castillo, que en el caso del presente estudio no fueron identificadas. Durante la etapa de hundimiento termal es cuando las rocas madre de la zona de estudio, las formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo D-129, alcanzan el momento crítico. La etapa extensional del Cretácico Superior y Paleógeno localmente muestra rasgos que afectan las a estructuras preexistentes y son responsables de parte de los eventos intrusivos y extrusivos que se observan en el subsuelo, preservados en los flancos de la estructura de AAB. Se observa cierta angularidad y erosión de la sección que representa la transición K-T en algunas posiciones del hundimiento de eje, por lo que se interpreta un primer estadio de levantamiento de la estructura (Fig. 3a). Los afloramientos de las formaciones Chenque y Santa Cruz en el eje aflorado dan cuenta de que el sector continuó conformando una zona de acumulación durante el Mioceno.

La tercera etapa principal de estructuración la constituye la inversión tectónica que se inició a partir del Mioceno medio y produjo un alzamiento de unos 1500 m como parte austral de

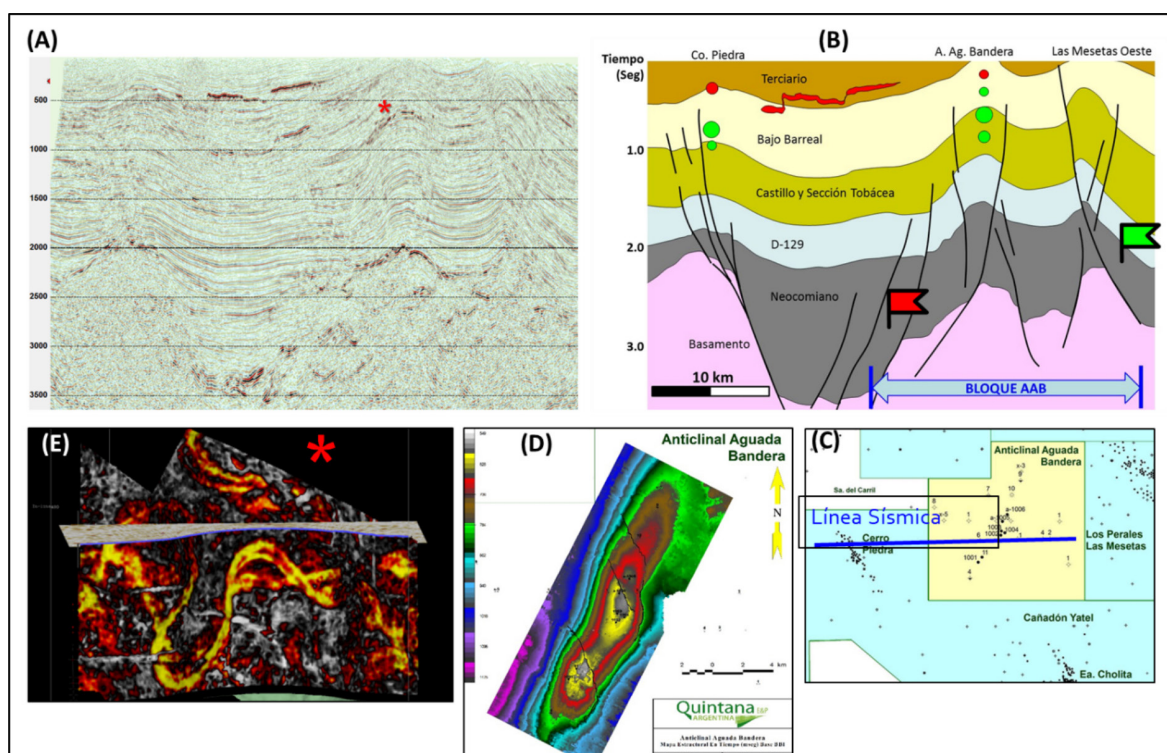


Figura 3. (a) Sección sísmica regional E-W de 45 km de extensión desde la estructura de Cerro Piedra al oeste hasta la estructura de Las Mesetas Oeste en el este, el asterisco rojo refiere a la anomalía de amplitud representada en (e). (b) Sección esquemática, los círculos verdes y rojos indican la posición de reservorios productivos de petróleo y gas respectivamente, siendo su tamaño indicativo de su proporción en la producción de los campos. Las banderas indican las rocas madre, rojo en ventana de gas y verde en ventana de petróleo. (c) Mapa de ubicación. (d) Mapa estructural en tiempo al horizonte sísmico Bajo Barreal Inferior, con un relieve de unos 250 milisegundos TWT entre la cresta y el punto de derrame al norte (color verde brillante). (e) vista de geoforma de canal de Fm. Bajo Barreal antecedente al eje anticlinal (norte hacia arriba) el asterisco refiere a la ubicación en la sección (a).

la Faja Plegada y Corrida de San Bernardo, generándose un eje anticlinal muy definido con dirección N25E, levemente asimétrico con vergencia al este para la columna cretácica y de clara vergencia al este en niveles más profundos. Las fallas sintéticas en profundidad se disponen al este del eje, con algunas fallas conjugadas de menor desarrollo al oeste. Estas presentan ángulos de 60° de inclinación que tienden a rotar y verticalizar a niveles por encima de los 2 km. En esta sección somera de la estructura, por encima de los 1.500 m, el eje anticlinal se presenta claramente segmentado por fallas subverticales y predominantemente directa, con orientación N25O. En profundidad rotan y son el resultado de la ramificación de las fallas de rift invertidas por la compresión andina a partir del mioceno medio. Esta tercera etapa de deformación es la responsable de la configuración de las trampas productivas de hidrocarburos, y se formaron con posterioridad al momento crítico de las rocas madre del área. Las implicancias en el sistema petrolero serán tratadas más adelante.

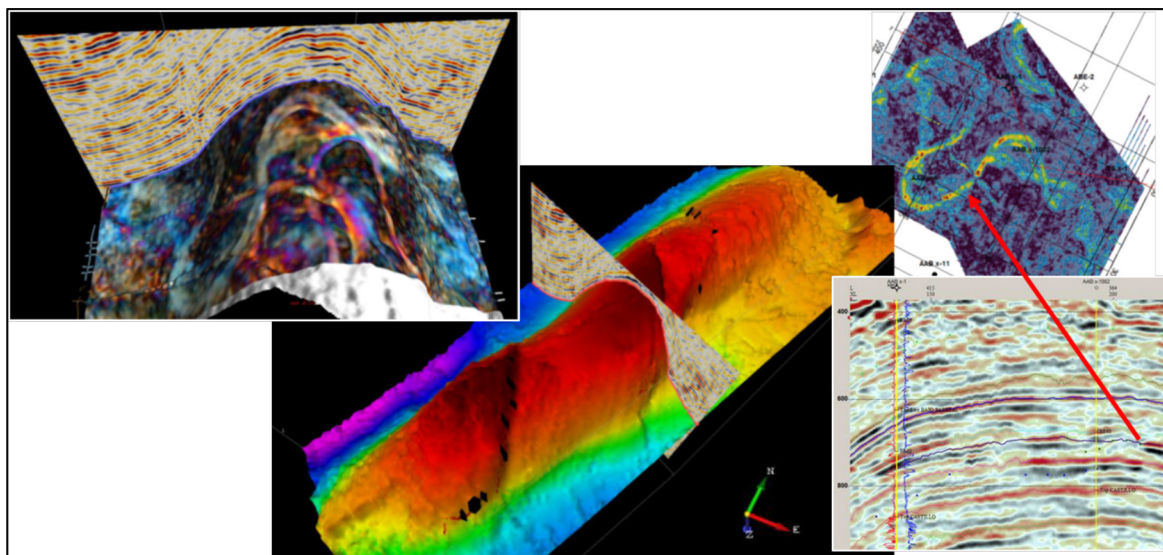


Figura 4. Visualización 3D de la vista central de la estructura del Anticinal Aguada Bandera. Los colores cálidos representan zonas elevadas y los colores fríos, las zonas bajas. Nótese la presencia de fallas extensionales oblicuas al eje segmentando el anticlinal. El panel superior derecho muestra en vista 3D de descomposición espectral cómo los canales meandrosos del Grupo Chubut atraviesan de forma perpendicular el eje del anticlinal, por lo que preceden a la formación de la estructura. En las vistas de la derecha se muestra la expresión en sección sísmica de las geoformas de canal, que se observan como reflectores altamente discontinuos lateralmente y con anomalías fuertes de amplitud.

DISTRIBUCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS Y SUS CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Los hidrocarburos ensayados se encuentran en reservorios arenosos de las formaciones Bajo Barreal y Castillo entre los 200 y los 1.400 mbbp, correspondiendo predominantemente a petróleos de 15 a 26 °API y viscosidades de 100 a 1.500 cP. Estos son datos de los petróleos con producción estabilizada, pero cabe destacar que hay niveles con viscosidades mayores. Además, se han identificado intervalos gasíferos y capas con alto contenido gaseoso que coexisten con

petróleos líquidos, así como una serie de reservorios someros y algunos niveles lenticulares en la Formación Castillo. No se ha detectado aún un patrón claro de disminución de viscosidad y densidad con la profundidad, más bien un arreglo errático de la distribución de calidad de fluidos. Los hidrocarburos coexisten con reservorios acuíferos, patrón común en la cuenca que se debe a varias características entre las que se destacan: reservorios de canales estrechos y sinuosos que se entrelazan, fallas que producen yuxtaposiciones de distintos reservorios, pulsos de migración y remigración (estos muy importantes), episodios de circulación de aguas meteóricas que producen lavado y redistribución de hidrocarburos y activan ecosistemas de bacterias oleófilas biodegradantes.

Caracterización geoquímica de los petróleos producidos en el área Anticlinal Aguada Bandera

Los petróleos de producción del yacimiento Anticlinal Aguada Bandera sometidos a estudio geoquímico detallado (Cromatografía en fase gaseosa de alta resolución-HRGC, isótopos y biomarcadores de las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos) fueron cuatro, provenientes de niveles de reservorio de las Formaciones Bajo Barreal y Castillo en los pozos AAB.a-1001, AAB.x-1002, AAB.a-1006 (493-495m) y AAB.a-1006 (698-700m). El rango de densidad API medido para los tres primeros fue de 25.4-26.3°, mientras que el último resultó significativamente más pesado, con un valor API de 16.4°.

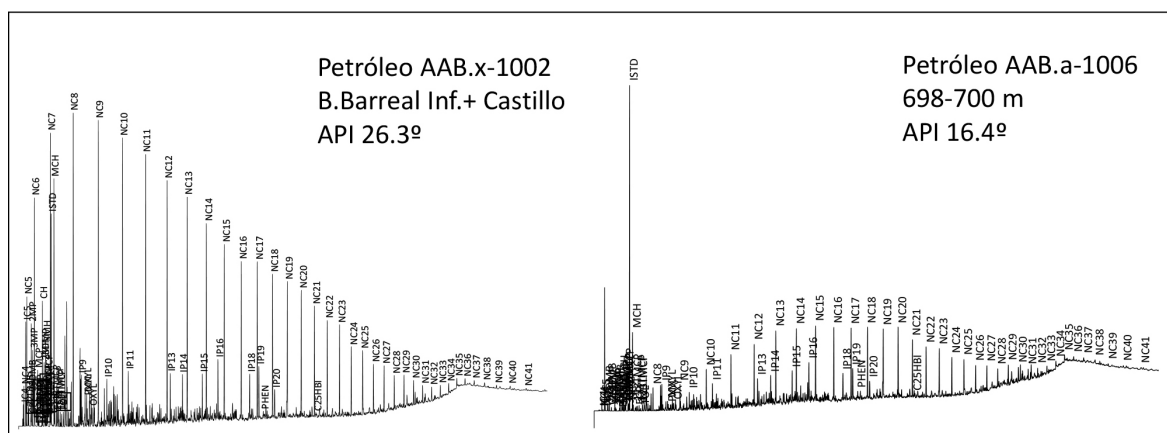


Figura 5. Cromatogramas de fase gaseosa (HRGC) del petróleo AAB.x-1002 extraído de varios niveles en conjunto, sin alteración aparente de su distribución de n-parafinas, y del petróleo de AAB.a-1006 (698-700m), con envoltente parafínica alterada por biodegradación.

Las trazas HRGC de los petróleos AAB.a-1001, AAB.x-1002 y AAB.a-1006 (493-495m) registraron fuerte similitud entre las tres muestras, indicando que las mismas constituyen el mismo tipo de petróleo, y son representadas en la Figura 5 por la del petróleo AAB.x-1002. Las

envolventes cromatográficas son consistentes con fluidos medio-pesados según lo indicaran las mediciones API, de madurez térmica moderada, con perfiles ricos en parafinas relativamente bien preservadas. El levantamiento de la línea de base en la parte de pesados hace presumir posible presencia de un componente biodegradado rejuvenecido por cargas de petróleo fresco, como se verifica en numerosas posiciones de la cuenca (ver Villar *et al.* 1996; Figari *et al.* 1999; Jalfin *et al.* 1999). Las distribuciones generales, tanto de hidrocarburos livianos como de isoprenoides, junto con la envolvente general parafínica, favorecieron en una primera aproximación un origen

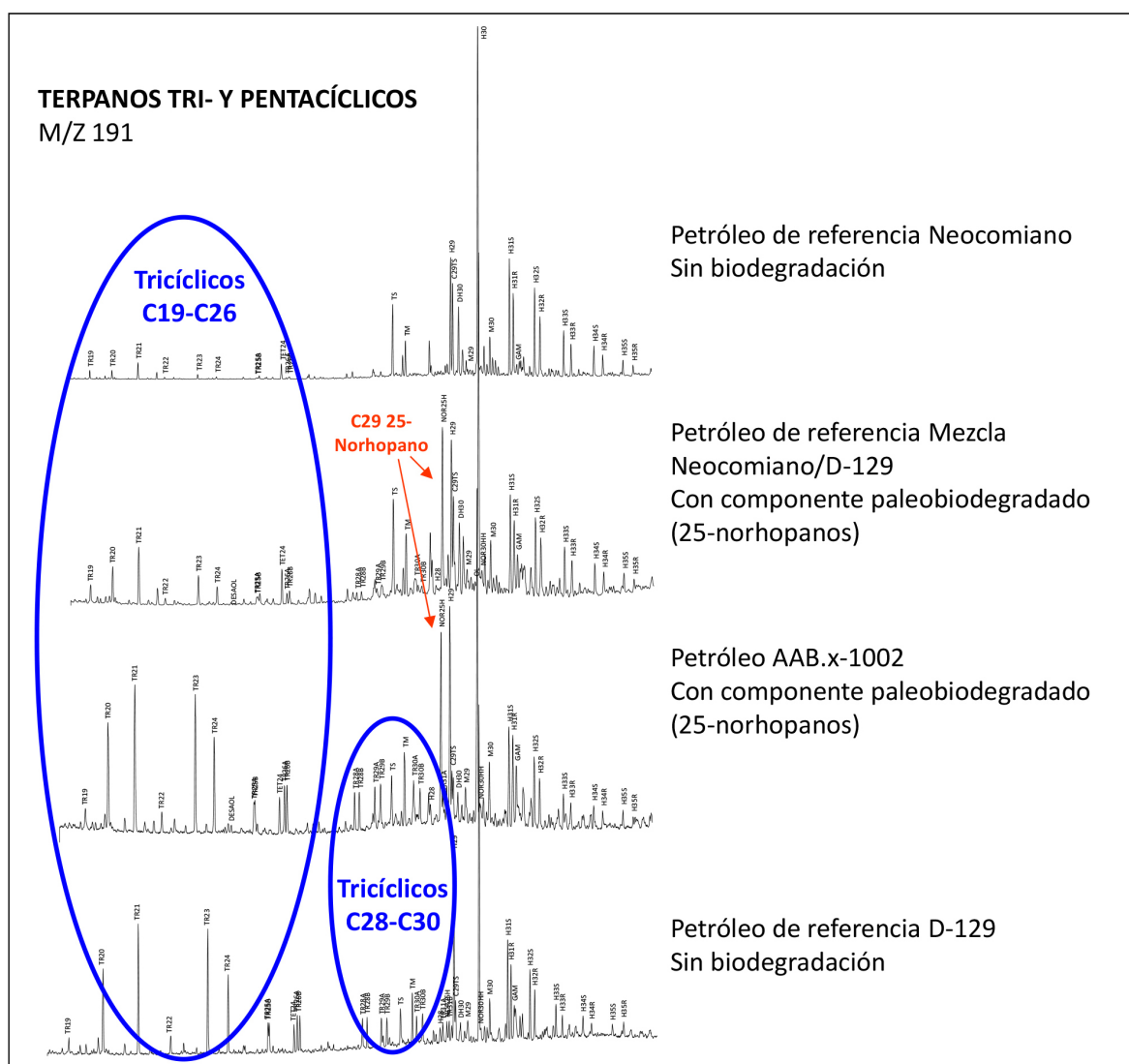


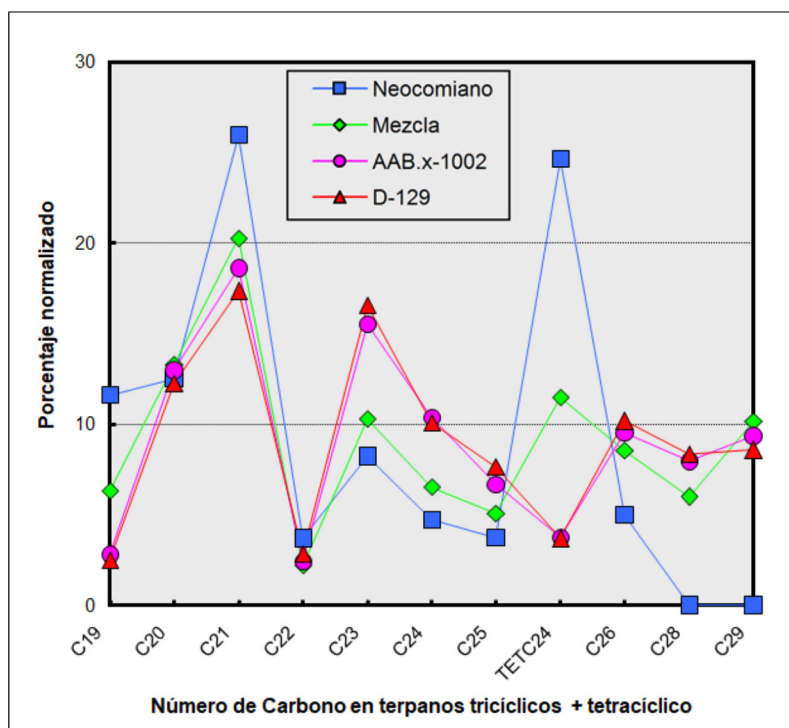
Figura 6. Comparación de fingerprints de los biomarcadores terpanos tri- y pentacíclicos del petróleo AAB.x-1002 como representante de AAB, con tres petróleos de referencia: uno originado en roca madre típica Neocomiana en posiciones más al Noroeste de la Cuenca; otro originado en D-129 en una posición relativamente cercana a AAB; un tercero caracterizado como Mezcla Neocomiano/D-129, también en una posición relativamente cercana. Se reconocen diferencias muy significativas en las abundancias y distribuciones de tricíclicos (marcados en los óvalos azules) entre el petróleo AAB y los petróleos Neocomiano y Mezcla, y a su vez una muy fuerte similitud con el petróleo D-129 de referencia. Las indicaciones en Rojo, marcan la presencia de 25-norhopanos indicadores de paleobiodegradación en el petróleo Mezcla de referencia y en el petróleo AAB. Los petróleos de referencia Neocomiano y D-129 son prístinos, ya que no registran presencia de 25-norhopanos, por lo tanto, indicando ausencia de biodegradación.

en la roca madre más prolífica de la cuenca, las pelitas de la Formación Pozo D-129, frente a una eventual contribución de la roca madre “Neocomiana”, cuya existencia como tal estaría en principio habilitada en esta zona de la cuenca. Por su parte, la muestra de AAB.a-1006 (698-700 m) mostró un perfil fuertemente alterado (Fig. 5) con baja concentración de la envolvente n-parafínica y muy baja participación general en el rango de hidrocarburos livianos, perfil típico de procesos de biodegradación, en línea con su carácter de pesado.

Los datos de cromatografía de gases-espectrometría de masas (GCMS) para la evaluación de biomarcadores de hidrocarburos saturados y aromáticos, más allá de efectos atribuibles a procesos de biodegradación, mostraron fingerprints (trazas de terpanos, esteranos y esteroides aromáticos) marcadamente similares entre las cuatro muestras de AAB, vinculables genéticamente al conocido patrón molecular de la roca madre lacustre D-129 a nivel de cuenca (Villar *et al.* 1996; Figari *et al.* 1999; Sylwan *et al.* 2008).

Ello se ilustra en la Figura 6 mediante el cromatograma de masas m/z 191 para terpanos tri- y pentacíclicos en el petróleo AAB.x-1002, representativo de la cuatro muestras evaluadas, comparado, por un lado, con un petróleo de referencia prístino de referencia producido en un área cercana portando la conocida distribución con identidad de origen D-129 y, por otro, con un petróleo típico de referencia producido en la zona excluyente de origen Neocomiano, también prístino, en el sector NW de la cuenca. Se incluye también un tercer petróleo de referencia con relictos de biodegradación, producido en la típica zona de contribuciones mixtas de ambas rocas madre, D-129 y Neocomiano (Figari *et al.* 1999; Sylwan *et al.* 2008).

Figura 7. Distribuciones normalizadas de terpanos tricíclicos y tetracíclico que indican la fuerte relación genética entre el petróleo AAB.x-1002, como representante de AAB, y el petróleo D-129 de referencia, además del claro apartamiento de los patrones de los petróleos de referencia Neocomiano y Mezcla (ver Figura 6).



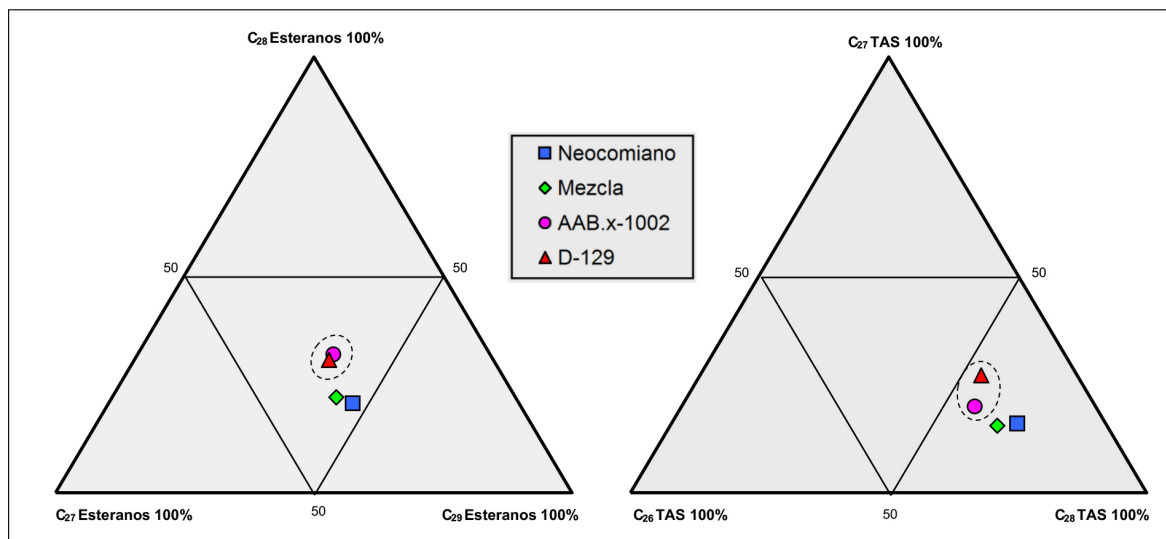


Figura 8. Distribución de esteranos $\alpha\beta\sigma$ (m/z 218) C_{27} - C_{29} y de esteroides triaromáticos (TAS) C_{26} - C_{28} , indicando la fuerte relación genética entre el petróleo AAB.x-1002, como representante de AAB, y el petróleo D-129 de referencia, además del claro apartamiento de los petróleos de referencia Neocomiano y Mezcla (ver Figura 6).

La signatura D-129 en los cuatro petróleos AAB se confirma en varias distribuciones y cocientes moleculares. Se destacan entre ellos, la distribución de terpanos tricíclicos C_{19} - C_{26} y C_{28} - C_{30} , donde el patrón del petróleo AAB.x-1002 prácticamente copia el del petróleo de referencia D-129 (Figs. 6 y 7), alejándose de los delineados por los petróleos de referencia Neocomiano y mezcla Neocomiano/D-129. De manera similar, los fingerprints de esteranos y esteroides triaromáticos marcan la fuerte similitud entre los petróleos AAB y el petróleo de referencia D-129 (Fig. 8). En el primer caso, denotando un mayor enriquecimiento de los componentes C_{28} frente al predominio de C_{29} en la referencia Neocomiano y Mezcla. En el segundo, mediante el mayor enriquecimiento relativo de los componentes C_{27} TAS. En el mismo sentido apuntan diversos cruces de parámetros, como los seleccionados en la Figura 9, algunos de ellos con significado organofacial diagnóstico apuntando a rocas madre con mayor o menor influencia carbonática.

Respecto de los procesos de alteración indicados por los biomarcadores, la detección en las cuatro muestras de AAB de la serie de 25-norhopanos (hopanos desmetilados en la posición 10, “Desmetilhopanos”), marcadores típicos de biodegradación avanzada en petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge (Philp 1983; Villar *et al.* 1996; Figari *et al.* 1999; Jalín *et al.* 1999), indica que estos procesos de degradación han ocurrido en el conjunto de los petróleos producidos. Como resulta frecuente en petróleos de muy distintas posiciones de la cuenca, la convivencia de concentraciones relativas altas de estos 25-norhopanos, típicamente referidos a procesos de “paleobiodegradación”, con n-parafinas y particularmente componentes livianos que, en concentraciones variables, son evidenciados en los cromatogramas de petróleo entero, apunta a distintas fases de mezcla, biodegradación, rejuvenecimiento con cargas frescas de nuevos

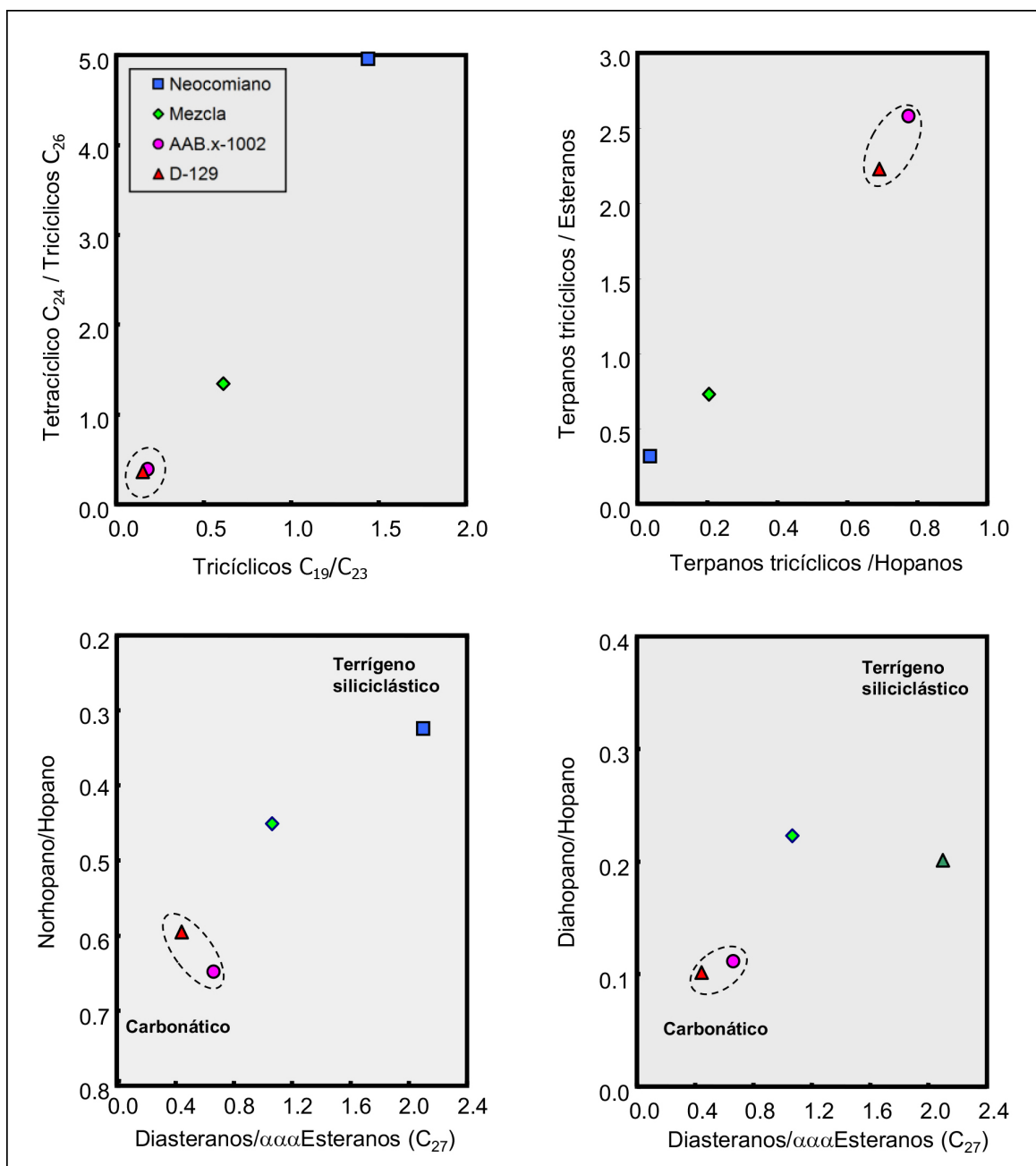


Figura 9. Cruce de diversos parámetros y cocientes de biomarcadores, indicando la fuerte relación genética entre el petróleo AAB.x-1002, como representante de AAB, y el petróleo D-129 de referencia, además del claro apartamiento de los petróleos de referencia Neocomiano y Mezcla (ver Figura 6).

pulsos de petróleos, y preservación moderna, como se verifica en las muestras de AAB.a-1001, AAB.x-1002 y AAB.a-1006 (493-495 m). Por el contrario, en la muestra de AAB.a-1006 (698-700m), la mezcla rejuvenecida fue sometida a ulteriores procesos de biodegradación moderna y, por ello, su traza cromatográfica alterada y su naturaleza más pesada.

EVOLUCIÓN DE SISTEMAS PETROLEROS

Los resultados de filiación geoquímica entre los petróleos producidos y la roca madre de la Fm. Pozo D-129 (FPD129) fue el dato fundamental que llevó a una completa revisión de los sistemas petroleros locales. La estructura contiene las dos rocas madre de la cuenca en su núcleo, siendo el espesor generador de la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera 1 (FPAAB1) de más de 1350 m, mientras que el de FPD129 es de unos 1250 m pero con facies generadoras pobres en comparación con los depocentros ubicados al este. Para estudiar la evolución de los sistemas petroleros se construyó un modelado 1D (Fig. 10) a partir de los datos del pozo AAB.x-1, considerando límites estratigráficos que permitieron la correlación con unidades cronoestratigráficas, perfiles eléctricos y recortes de pozo para la construcción de la columna litológica y secciones sísmicas para identificar y cuantificar las discordancias y eventos de levantamiento. Se estimó el gradiente térmico actual a partir de mediciones de temperatura de registros eléctricos y ensayos de pozo. La historia térmica está fundada en un modelo dinámico en el tiempo de transferencia de calor, que varía en conjunto con las variaciones de espesor de la corteza, y con temperatura fija en la base de la litósfera de 1.330°C. La calibración térmica fue, además, comparada con los datos de medición de reflectancia de la vitrinita, referidos desde el trabajo de Lazzari *et al.* (2019).

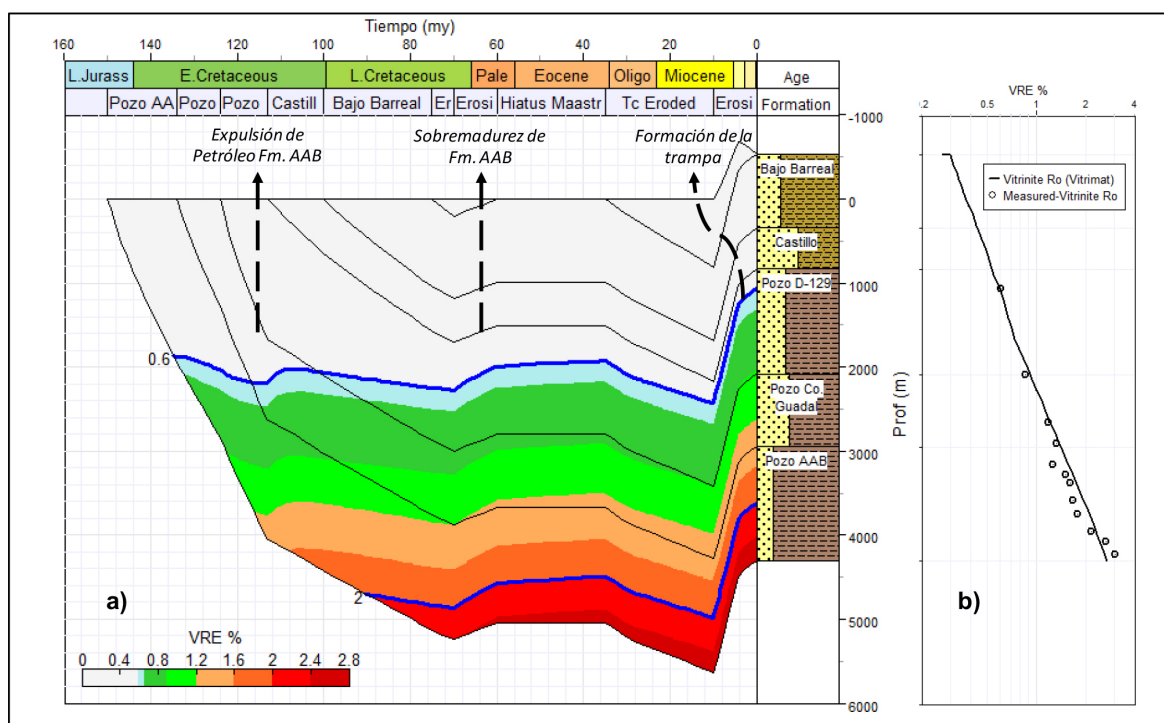


Figura 10. (a) Historia de enterramiento con historia térmica sobreimpuesta para el pozo AAB.x-1, resultado del modelado 1D. (b) calibración térmica del modelo. Curva: simulación de modelo, puntos: mediciones puntuales de Ro%, obtenidas de Lazzari *et al.* (2019).

Los resultados del modelado muestran que la FPD129 se encuentra hoy en ventana de petróleo en su base, habiendo ingresado durante el Cretácico Tardío, mientras que la sección superior se encuentra incipientemente madura o incluso inmadura. Por su parte, la base de FPAAB1 ingresó en etapas de generación y expulsión de petróleo durante el Cretácico Temprano y etapas de post madurez térmica hacia el Cretácico Tardío. Esto indica que atravesó el momento crítico de generación unos 100 Ma antes de que se formara el anticlinal AAB. Actualmente se encuentra en ventana de petróleo volátil, gas húmedo y seco. Las características descriptas en el pozo AAB.x-1 coinciden con lo antedicho, ausencia de fluorescencia y rastros en cutting y aspecto brillante de algunos restos carbonosos. Esto representaría un grado de madurez más avanzado que el documentado en los depocentros neocomianos vecinos al noroeste, Los Monos Norte-Confluencia y Río Mayo-La Greta (Figari *et al.* 1999), con valores máximos de reflectancia de la vitrinita de 1.3 y 1%, respectivamente.

Para analizar la implicancia de este diacronismo entre generación en FPAAB y la formación de la trampa, se construyó una sección estructural-estratigráfica de más de 70 km que fue restaurada a tiempos del Mioceno Temprano (Fig. 11), previo a la formación de la trampa. Se estima que tanto la Fm. Río Chico como la Fm. Chenque (Paleoceno y Mioceno Temprano) se habían acumulado sobre la estructura y que la cuenca presentaba en esta posición una muy suave pendiente que se elevaba hacia el Oeste y Noroeste. A su vez, la estructura vecina de AAB, Las Mesetas Este y su continuación al norte, el Anticlinal de Barranca Yankowski, tampoco estaban conformadas a ese momento. De la misma manera, estructuras más orientales como Las Mesetas y el Anticlinal Perales no estaban constituidas como tales (Allard *et al.* 2018).

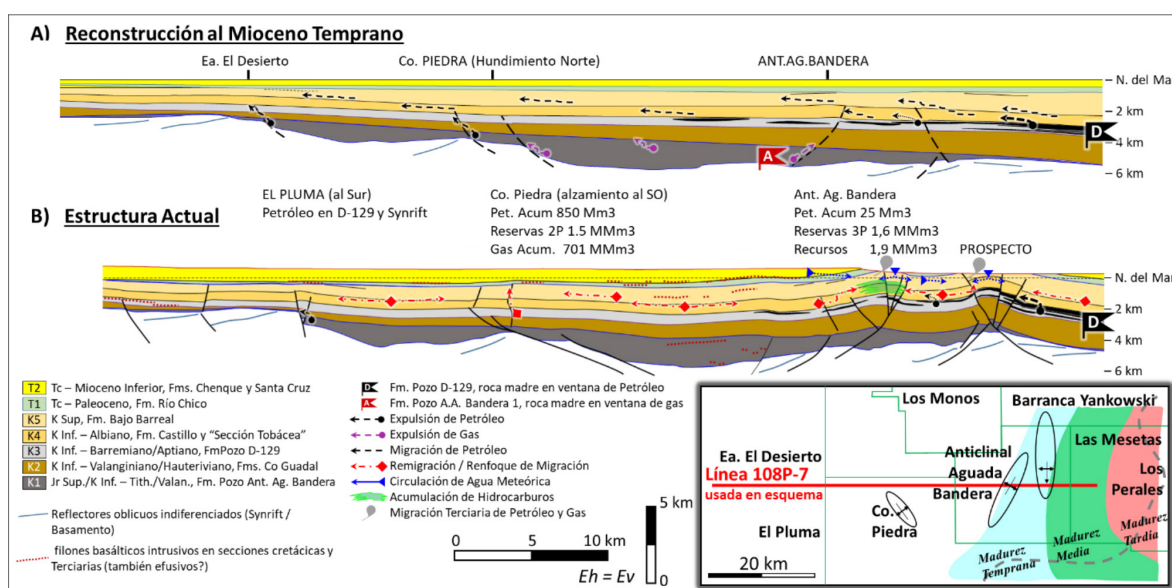


Figura 11. Secciones estructurales este-oeste de las Mega Secuencias I-II-III, Jurásico Superior a Terciario. (A) reconstrucción al Mioceno Temprano, post momento crítico de petróleo para la roca madre Fm. Pozo D-129 y ventana de petróleo tardío y gas húmedo a seco para Fm. Pozo AAB.x-1. (B) Estructura actual previa a la reconstrucción.

La condición estructural al momento crítico, tanto para FPAAB1 como posteriormente para FPD129, era de suaves pendientes desde los depocentros de Ea. Cholita-El Guadal-Los Perales hacia el oeste, noroeste y sur. La ausencia de las estructuras andinas permitió la migración lateral por los carriers del Grupo Chubut. Las fallas permitieron la conexión entre rocas madre y carriers, y la migración estuvo modulada por la red de canales fluviales y su grado variable de interconexión horizontal y vertical. Se interpreta una gran dispersión de los hidrocarburos migrados, alcanzando posiciones de decenas de kilómetros desde los centros de generación. Algunas acumulaciones estructurales y estratigráficas menores pudieron haberse conformado.

Para enmarcar las áreas de mayores volúmenes potenciales de roca madre de FPD129 se consideró lo publicado por Atencio *et al.* (2015), donde presentan mapas de espesor del “cuello pelítico superior” y espesor total de la sección superior de esta formación. Se tomaron arbitrariamente y a modo indicativo líneas que separen ámbitos donde el “cuello pelítico superior”

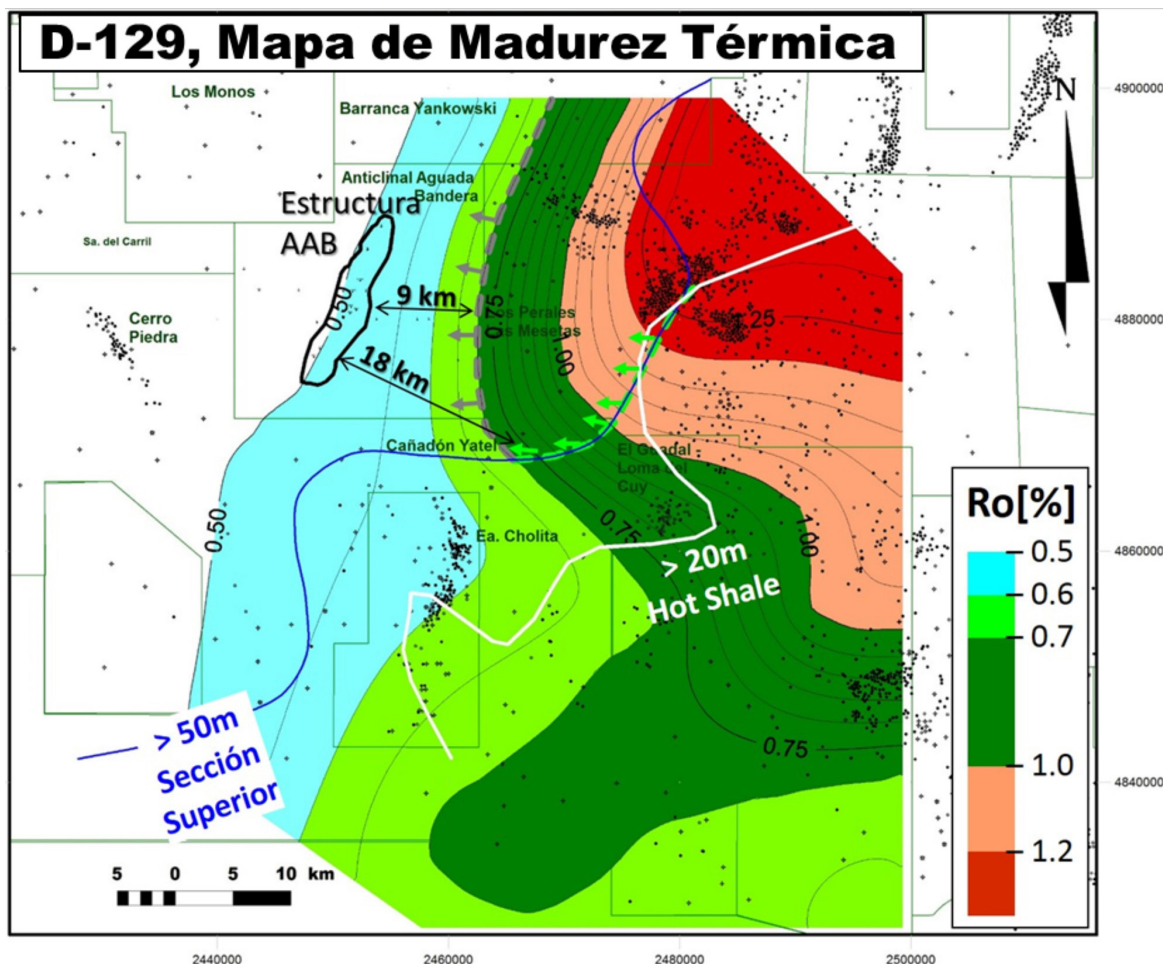


Figura 12. Mapa de madurez térmica actual para la Fm. Pozo D-129. Recopilado y redibujado de Laffitte y Villar 1982, Figari *et al.* 1999, Rodríguez y Littke 2001, Sylwan *et al.* 2008, Basile *et al.* 2014, Atencio *et al.* 2015. Al este de la línea azul, la sección arcillosa superior tiene más de 50 m y se considera la zona de mayor volumen de generación; al oeste la materia orgánica está más dispersa y en niveles más delgados que igualmente tienen carácter oleogénico, pero menores volúmenes potenciales. Al este de la línea blanca la sección de mayor TOC tiene más de 20 m (líneas azul y blanca redibujadas de Atencio *et al.* 2015).

y el espesor total de la Sección Superior de FPD129 superan los 20 y 50 m respectivamente. En el mapa de la Figura 12 se representan las líneas de espesor antes mencionadas, la madurez térmica de FPD129 y la posición de las estructuras de AAB. Las distancias de entre 9 y 18 km a las zonas de mayor potencial volumétricos de generación son distancias de migración lateral que podríamos considerar normales en la cuenca. No se descarta la generación in situ y periférica a la estructura AAB, pero se analiza su posición respecto a la principal zona de generación más cercana, interpretándose que desde estos sectores migró la mayor parte de los hidrocarburos entrampados. En el tiempo de residencia previo a la estructuración, debido a los rangos de profundidad y térmicos, la biodegradación comenzó a operar tempranamente sobre los carriers y reservorios con una amplia capacidad de desarrollo de ecosistemas de bacterias por la disponibilidad de agua y nutrientes. La ocurrencia de la extensa dispersión areal de los hidrocarburos generados por FPD129 es viable si, como se describió anteriormente, las estructuras de Las Mesetas y Los Perales no estuvieran conformadas. Actualmente, representan una clara barrera a la migración lateral.

Durante la conformación de las estructuras ocurrieron los eventos que le dan la configuración actual a los campos productivos. Podemos describir tres fenómenos que actuaron en sincronía aumentando, alterando o incluso reduciendo los volúmenes de hidrocarburos en subsuelo: Estos son: 1) la conexión de la roca madre con reservorios en la trampa a través de las fallas inversas, conjugadas y las fallas oblicuas cretácicas; 2) la remigración enfocada a las estructuras de los hidrocarburos dispersos en las suaves pendientes previas a la estructuración, esto involucra fragmentación, degradación, y mezclas; 3) exhumación, rotura de sellos y migración terciaria que produce manaderos a superficie. Esta heterogeneidad de distribución y propiedades de los hidrocarburos genera una configuración geoquímica que se puede interpretar como múltiples pulsos de generación, migración, mezclas y biodegradación de los hidrocarburos. Sin embargo, muchas de estas variaciones pueden haberse generado de manera progresiva en distintas posiciones geográficas y estratigráficas y luego congregadas hacia las estructuras que motorizan la remigración. En la Figura 13 se muestra las posiciones de las estructuras anticlinales miocenas del área de estudio y sus alrededores, tanto las estructuras productivas de hidrocarburo que están poco exhumadas y parcialmente integras, como las estructuras afloradas y que perdieron integridad. En estas últimas se puede observar petróleo aún presente y principalmente concentrado en las fallas cretácicas reactivadas en el Mioceno que aún hoy mantienen una lenta fluencia de petróleo y mantiene “fresco” el “manadero” (*“Oil Seep”*).

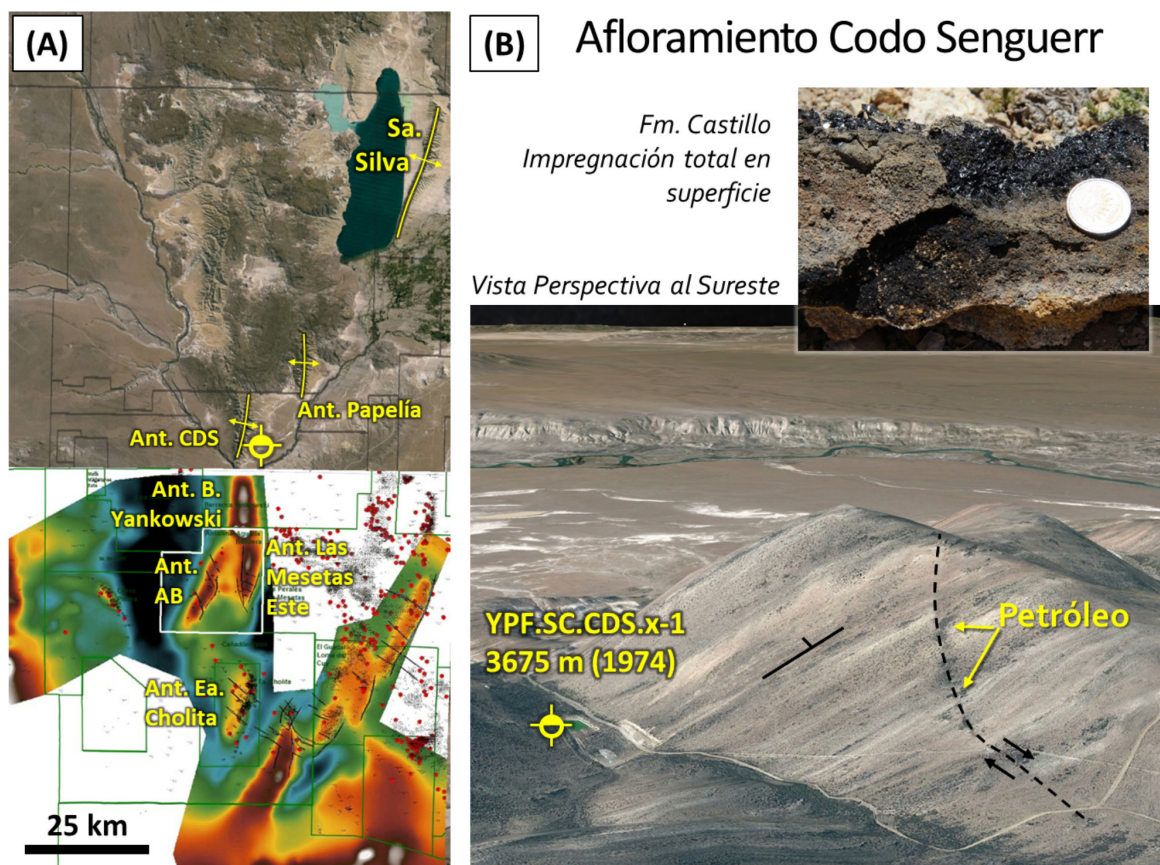


Figura 13. (A) Mapa compuesto, integrando una imagen satelital de parte de las Sierras de San Bernardo y su continuación al sur del río Senguerr con las estructuras de subsuelo. Las estructuras son análogas en dimensiones y geometrías con un hundimiento del tren estructural hacia el sur. (B) El anticlinal del Codo del Senguerr es la estructura exhumada más próxima a AAB, en el que la trampa perdió integridad y los hidrocarburos están en superficie principalmente en los planos de falla. Se destaca que el pozo CDS.x-1 encontró petróleo, aunque no como para producirlo de manera comercial.

CONCLUSIONES

Los petróleos producidos en el Anticlinal Aguada Bandera (AAB) tienen vinculación genética con la Fm. Pozo D-129 (FPD129), no habiéndose detectado hasta la fecha indicios de mezcla por aporte de petróleos generados en la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1 (FPAAB1). La estructura de entrapamiento se generó a partir del Mioceno Medio, mientras que localmente las dos rocas madre citadas alcanzaron el momento crítico de generación de petróleo entre fines del Cretácico Inferior y el Paleoceno. Los petróleos y gases de ambas formaciones alcanzaron los carriers a través de fallas extensionales cretácicas y se dispersaron regionalmente dentro de las areniscas del Grupo Chubut. Durante la formación de la trampa, la FPAAB1 estaba casi exhausta para la generación de petróleos y principalmente en ventana de gas húmedo y seco, mientras que la FPD129 presenta inmadurez a ventana de petróleo temprano. Por ello, se postula que los petróleos entrapados en AAB provienen principalmente de remigración de

hidrocarburos dispersos en los carriers y provenientes de las zonas de cocina del este y sureste de la zona estudiada.

La FPAAB1 ha sido atravesada por un solo pozo homónimo, perforado en 1970, en el cual no se describió fluorescencia ni rastros de hidrocarburos frescos. En un ensayo a pozo abierto en la Fm. Pozo Cerro Guadal.x-1, suprayacente a la FAAB1 e infrayacente a la FPD129 se registraron leves emanaciones de gas. Como se expresó en este trabajo, no se ha verificado migración hacia los reservorios actualmente productivos en la estructura. Por lo tanto, se interpreta que los hidrocarburos generados por FAAB1 migraron antes de la formación de la estructura. Sin embargo, se considera que esta unidad es aún un objetivo de exploración no convencional propenso a haber retenido gas seco y gas húmedo. Las condiciones de perforación y las técnicas utilizadas de la época pudieron enmascarar el potencial no convencional de esta unidad.

Figari *et al.* (1999) postularon una zona de petróleos generados por FPAAB1 (“Neocomiano”) al oeste, una zona de petróleos generados por FPD129, y una zona de mezcla en cuyo centro se ubica la estructura Anticlinal Aguada Bandera. El presente trabajo muestra que los petróleos descubiertos en dicha estructura no resultan de mezcla, sino que son exclusivamente generados en FPD129. Se presenta un nuevo mapa de subdivisión geográfica de los sistemas petroleros (Fig. 14) en los que se restringe el ámbito de los petróleos “Neocomianos” a los sectores de Río Mayo, Mata Magallanes y Los Monos, en donde todos presentan evidencias de mezcla con petróleos

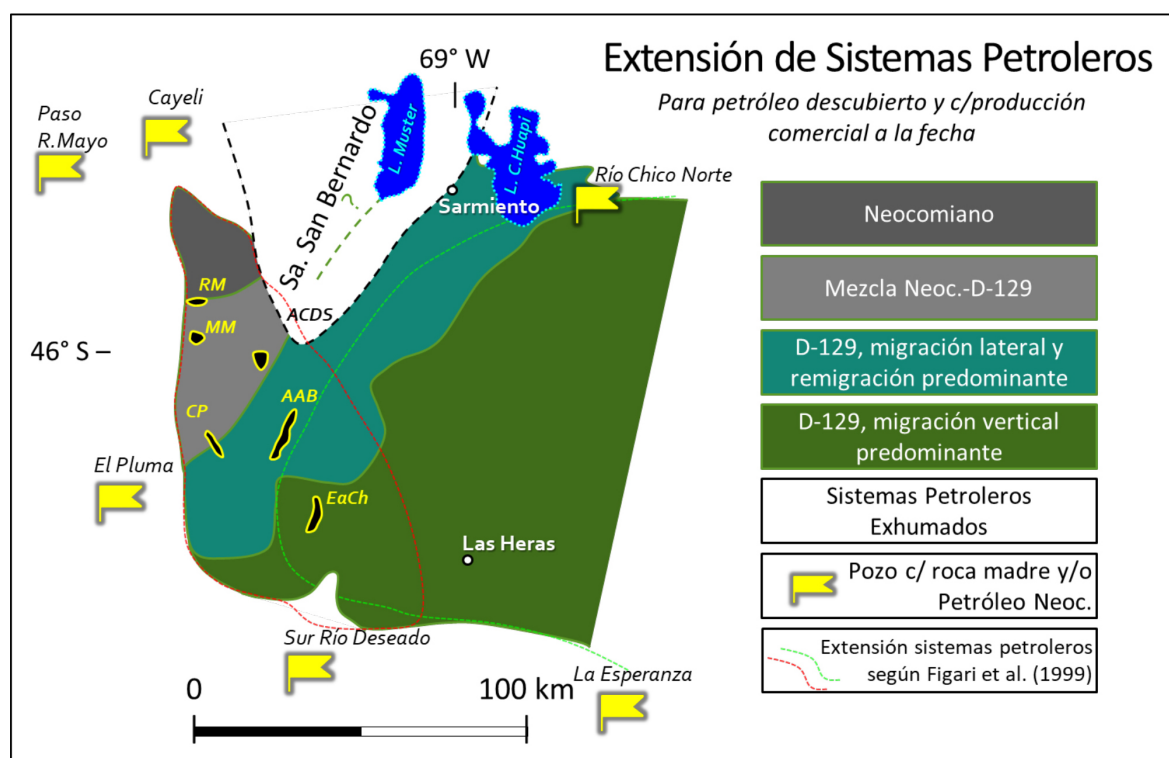


Figura 14. Mapa esquemático con la distribución de los petróleos propuesta en este trabajo. En línea punteada roja y verde se muestra la propuesta anterior (Figari *et al.* 1999), donde los petróleos neocomianos se circunscriben a la línea envolvente roja y los de Pozo D-129 a la línea verde.

de FPD129. Se define además una franja geográfica donde los petróleos de FPD129 llegaron a expensas de migración lateral de 10 km o más, proceso que ocurrió antes de la formación de las trampas estructurales.

AGRADECIMIENTOS

A Diego Vaamonde con quien debatimos muchas de estas ideas. A Quintana EP Argentina por permitir la publicación de este trabajo. A los árbitros del comité editorial José M. Paredes y Emilio Rocha.

REFERENCIAS CITADAS

- Allard, J.O., Foix, N., Buetti, S., Ferreira Pittau, M.L. y Atencio, M., 2018. Analogías entre la Sierra Silva y el Anticlinal Perales: Impacto en el análisis estructural de la Faja Plegada de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 531-552, Mendoza.
- Atencio, M., Junken, E., Basile, Y., Utge, S. y Späth, F., 2015. Geomorfología sísmica de la última transgresión lacustre de la Formación Pozo D-129 en la región de la faja plegada, Cuenca del Golfo San Jorge, Revista de la Asociación Geológica Argentina 72 (1), p. 136-147.
- Basile, Y., Utge, S., Martínez Cal, V. y Ponce, C., 2014. Avances en el conocimiento sobre la capacidad generadora de la Fm Pozo D-129: aspectos litológicos y geoquímicos. Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 265-285, Mendoza.
- Figari, E.G., Cid de la Paz, M.S. y Laffitte, G., 1997. Modelos de hemigrábenes en el neocomiano del sector occidental de la cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: sistemas petroleros, origen e inversión tectónica, BIP, tercera época, Año XII, N 52, Buenos Aires Argentina, p. 4-17.
- Figari, E.G., Strelkov, E. Laffitte, G., Cid de la Paz, M.S., Courtade, S.F., Celaya, J., Vottero, A., Laffourcade, P., Martínez R. y Villar, H.J., 1999. Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica: IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1, p. 197-237, Mar del Plata.
- Figari, E.G., Strelkov, E., Cid de la Paz, M.S., Celaya, J., Laffitte, G. y Villar, H.J., 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica, En: Haller, M.J. (Ed.) Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz, Relatorio del XV Congreso Geológico Argentino, El Calafate, III-I, p. 571-601, Buenos Aires.
- Fitzgerald, M.G., Mitchum, R.M., Uliana, M.A. y Bidle, K.T., 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 74, p. 879-920.
- Gianni, G.M., Navarrete, C.G., Orts, D., Tobal, J., Folguera A. y Giménez, M., 2015. Patagonian broken foreland and related synorogenic rifting: The Origin of the Chubut Group Basin. Tectonophysics, 649, p. 81-99.

- Jalfin G., Bellosi E.S., Sanagua I. y Villar H.J., 1999. Procesos múltiples de migración, alteración y mezcla en petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge. Actas I, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p. 445-465, IAPG.
- Laffitte, G.A. y Villar, H.J., 1982. Poder reflector de la vitrinita y madurez térmica: Aplicación en el sector NO. de la Cuenca del Golfo San Jorge. I Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, p. 171-182. Buenos Aires.
- Lazzari, V., Rincón, M., Fasola, M. y Pascariello, M., 2019. Anticlinal Aguada Bandera Fm, an under-explored unconventional shale play within Southern Argentinean Patagonia. Search and Discovery No. 11270.
- Lesta, P., Ferello, R. y Chebli, G., 1980. Chubut extraandino, En: Turner, J.C. (Ed.), 2° Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias, 2: 1307-1387, Córdoba.
- Miller, M. y Marino, J., 2018. Sistemas de depocentros neocomianos en el oeste de las provincias de Chubut y Santa Cruz, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 357-371, Mendoza, Argentina.
- Paredes, J.M., Foix, N. y Allard, J.O., 2016. Sedimentology and alluvial architecture of the Bajo Barreal Formation (Upper Cretaceous) in the Golfo San Jorge Basin: outcrop analogues of the richest oil-bearing fluvial succession in Argentina. Marine and Petroleum Geology, v. 72, p. 317-335.
- Philp, R.P., 1983. Correlation of crude oils from the San Jorge Basin, Argentina. Geochimica et Cosmochimica Acta, 47(2), p. 267-275.
- Rodriguez F.R. y Littke R., 2001, Petroleum generation and accumulation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina: a basin modelling study. Marine and Petroleum Geology Vol. 18 (9), p. 995-1028.
- Sylwan C.A., Rodríguez J.F. y Strelkov, E.E., 2008. Petroleum systems of the Golfo San Jorge Basin, Argentina., Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Ed. C.E. Cruz, J.F. Rodríguez, J.J. Hechem, H.J. Villar), IAPG, p. 53-77, Buenos Aires.
- Villar, H.J., Sylwan, C.A., Gutiérrez Pleimling, A., Miller, M., Castaño J.R. y Dow, W.G., 1996. Formación de petróleos pesados a partir de procesos de biodegradación y mezcla en el sistema petrolero Pozo D-129 - Cañadón Seco, Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, Santa Cruz, Argentina. III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 1, p. 223-243, Mar del Plata.

